



**Factibilidad financiera de un proyecto de energía solar fotovoltaica financiado  
mediante un acuerdo de compra PPA**

**Mayra A. Villegas**

**Leidy J. Espinal**

Tesis presentada como requisito parcial para obtener el título de  
Magíster en Administración Financiera

Asesora:

Ph.D Judith Cecilia Vergara Garavito

**Universidad EAFIT**  
**Maestría en Administración Financiera**  
**Escuela de Economía y Finanzas**  
**Medellín**  
**2020**

2020 por Mayra Villegas y Leidy Espinal

Todos los Derechos Reservados

## **Resumen**

Este trabajo evalúa la rentabilidad de una instalación solar fotovoltaica, financiada mediante un acuerdo de compra de energía solar PPA, entre un inversionista y una empresa del sector comercial. Se plantean tres escenarios en función del precio de la tarifa solar pactada en el PPA y de los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014. A partir de la metodología del Flujo de Caja Libre, la TIR y el Payback, los principales resultados indican que el proyecto es rentable para el inversionista, en el escenario que considera los beneficios tributarios y la tarifa solar PPA acordada con el cliente, la cual le permite obtener un ahorro del 35% y no es viable para el escenario sin dichos beneficios. Se concluye que los principales riesgos para la rentabilidad están asociados con el plazo del acuerdo, los aspectos regulatorios y la volatilidad de los precios de la energía.

**Palabras claves:** Energía, Fuentes de energía alternativas, Finanzas corporativas, Clasificación JEL: Q40, Q42, O16.

## **Abstract**

This work evaluates the profitability of a solar photovoltaic installation project, which is going to be financed through a PPA solar energy purchase agreement between an investor and a company in the commercial sector. Three scenarios are proposed based on the price of the solar rate agreed in the PPA and the tax benefits given by Law 1714 of 2015. Using the Free Cash Flow method, the IRR and the Payback were estimated. The main results indicate that the project is profitable for the investor in the scenario that considers the tax benefits and the PPA solar rate agreed, which allows them to have a saving of 35%. However, the project is not viable in a scenario without these tax benefits. It is concluded that the main risks to profitability are associated with the term of the agreement, regulatory aspects and the volatility of energy prices.

**Key words:** Energy, Alternative energy sources, Corporate Finance, JEL Classification: Q40, Q42, O16.

## Contenido

1. Introducción .....	8
2. Marco teórico .....	11
2.1 Aspectos del marco regulatorio de la Ley 1715 de 2014: decreto 829 de 2020.....	11
2.2 Modalidad de negocio Power Purchase Agreement (PPA).....	12
2.3 Riesgos asociados a la inversión en proyectos de energía solar fotovoltaica, financiados mediante PPA.....	13
2.4 Revisión de literatura.....	14
2.5. Contexto de contratos PPA a nivel mundial .....	17
3. Descripción de la metodología.....	19
4. Resultados .....	22
4.1. Supuestos y datos de entrada .....	23
4.1.2. Parámetros macroeconómicos .....	23
4.1.3. Parámetros técnicos del proyecto.....	25
4.1.4. Estimación de los costos .....	26
4.1.5 Aspectos tributarios .....	30
4.1.6. Estimación de la tasa de descuento para el inversionista.....	31
4.1.7 Estimación de la tasa de descuento para el cliente .....	34
4.1.8. Estimación de la tarifa de energía tomada de la red .....	35
4.1.9. Estimación de la tarifa de energía solar PPA .....	36
4.1.10. Estimación de costos y ahorro para el cliente.....	36
4.2 Hallazgos del modelo financiero .....	36
5. Conclusiones y recomendaciones .....	41
Referencias .....	43
Anexos.....	50

## Lista de tablas

Tabla 1. Beneficios tributarios Ley 1715 de 2014 .....	12
Tabla 2. Proyección de IPC .....	23
Tabla 3. Proyección IPP .....	25
Tabla 4. Fecha de inicio y de entrada en operación del proyecto .....	25
Tabla 5. Parámetros técnicos .....	26
Tabla 6. Costos de inversión y mantenimiento .....	27
Tabla 7. Costos variables .....	28
Tabla 8. Costos fijos .....	29
Tabla 9. Aspectos tributarios .....	30
Tabla 10. Estimación WACC .....	33
Tabla 11. Tarifa energía eléctrica .....	35
Tabla 12. Ahorro cliente .....	38
Tabla 13. Factibilidad financiera por escenario .....	39

## **Lista de figuras**

Figura 1. Global volume of corporate power purchase agreements signed, by region, 2008-2009 .....	16
Figura 2. Proyección tarifas de energía .....	37
Figura 3. Costo de la energía y ahorro para el cliente .....	38

## **1. Introducción**

Las energías renovables proporcionaron aproximadamente más del 26% de la generación mundial de electricidad a fines del año 2019. Durante la década 2010-2019, la inversión en nueva capacidad de energías renovables, excluyendo las grandes hidroeléctricas, ascendió a 2,7 billones de dólares, donde la energía solar fue la que más inversión atrajo, por un monto de 1,4 billones de dólares (Global Trends in Renewable Energy Investment, 2020). Si bien se han logrado avances importantes en este campo, la transformación energética requerirá de una mayor participación de inversionistas privados para cumplir los objetivos del Acuerdo de París, mediante la promoción de modelos de negocio que hagan atractiva la inversión privada en el sector y permitan la contratación directa entre desarrolladores de energías renovables y empresas, como los acuerdos de compra de energía PPA (Power Purchase Agreement), (IRENA, 2018).

Según Kollins (2008), el modelo PPA es un contrato de compra de energía, que se pacta a largo plazo mediante una empresa (cliente) y un desarrollador de energía renovable no convencional, donde éste es el dueño de la infraestructura, asume todo el costo de la inversión, la operación y el mantenimiento e instala los equipos en las instalaciones del cliente, quien se compromete a pagar una tarifa por la energía consumida o autogenerada, que es acordada a un valor inferior al costo de la red eléctrica.

Alrededor del 78% de la energía consumida en Colombia se genera a través de fuentes fósiles y el 22% restante proviene de fuentes renovables. Si bien la transformación que se está dando en el sector eléctrico ya está en marcha, el uso de fuentes de energía renovables no convencionales ha tenido un bajo despliegue en el país, pues su participación en la canasta energética apenas alcanza el 0.12%, mientras que la fuente renovable hidráulica es la que tiene mayor participación con el 86% de la generación (Unidad de Planeación Minero Energética, UPME, 2015). De acuerdo con estimaciones del Plan Energético Nacional 2020-2050, publicado por la UPME (2019), en los



próximos 30 años la demanda de energía exhibirá un crecimiento de más de un 60%, a tasas anuales de 1.5%, donde la electricidad y las energías renovables, se consolidarán como el factor energético de mayor crecimiento.

En el período comprendido entre 1999-2019, el crecimiento de las tarifas de energía eléctrica ha estado en promedio por encima del incremento total del índice de precios al consumidor. Ante esto, la agenda de política pública deberá promover nuevos modelos de negocio de compra de energía, que no solo vele por la eficiencia, sino que además estimule la inversión, para garantizar la oferta y permita optimizar las decisiones del mercado energético (Plan Energético Nacional 2020-2050).

La energía eléctrica es un insumo que varía en participación dentro de los costos de producción, de acuerdo con la industria; se estima que para los grandes consumidores como la industria textil, de alimentos, química, petrolera, por mencionar algunas, la electricidad representa entre el 13% y el 50% de los gastos totales de la operación. Según cálculos de Efizity (2019), una planta de producción que autogenera su energía con fuentes como la solar, puede alcanzar ahorros hasta del 40% en los costos de energía, de esta forma se convierte en una alternativa rentable para las empresas (citado en Portafolio, 2019).

En este contexto, el trabajo aporta a la toma de decisiones de inversión en energías renovables y de empresas, para transformar parte de su consumo energético con el fin de optimizar sus costos. Considerando que la nueva tendencia de generación de energía renovable, financiada mediante acuerdos PPA, se constituye como una alternativa de gran importancia para el desarrollo del sector eléctrico colombiano, cada vez más empresas podrán celebrar este tipo de acuerdos, gracias a los incentivos tributarios que hacen que la inversión en proyectos de energía renovable sea rentable y las empresas puedan acceder a tarifas de energía a un costo inferior. De esta forma, se contribuye a mitigar los riesgos de abastecimiento energético, a los que está expuesto el país frente a

variaciones hidrológicas, dado que el 70% de la energía proviene de fuentes hídricas, y acelerar así el proceso de la transformación energética del país hacia energías más limpias, a la vez que busca promover el crecimiento económico a través de una mayor inversión en el sector, con la participación de inversionistas privados locales y extranjeros.

La principal limitación del trabajo consistió en estimar la tasa de rentabilidad esperada por el inversionista, considerando el alto nivel de incertidumbre que existe en el largo plazo sobre las variables que la impactan, como el costo de la deuda, la tasa libre de riesgo, la inflación y el riesgo país.

Con este estudio se busca evaluar la factibilidad financiera de una instalación solar fotovoltaica, financiada mediante un acuerdo de compra de energía solar PPA a 20 años, entre un inversionista y una empresa del sector comercial (cliente). Así mismo, pretende encontrar la tarifa de energía solar mínima, a partir de la cual la inversión es rentable y, de forma paralela, estimar el ahorro que obtendría el cliente durante el horizonte de tiempo del contrato por pagar una tarifa inferior, producto de autogenerar la energía, frente a la que pagaría si consumiera la energía de la red eléctrica. Finalmente, demostrar que uno de los principales riesgos para garantizar la rentabilidad de la inversión está asociado con los beneficios tributarios que plantea la Ley 1715 de 2014 (UPME, 2014).

De acuerdo con los objetivos mencionados, se construye el flujo de caja libre para tres escenarios en función del precio de la tarifa solar pactada en el PPA y de los beneficios tributarios, considerando el riesgo que estas variables implican para garantizar la rentabilidad del proyecto y el impacto que tienen en el ahorro para el cliente. De acuerdo con la metodología definida para evaluar la rentabilidad, a partir del método del Flujo de Caja Libre Descontado, la TIR y el Payback, los principales resultados arrojados por el modelo indican que el proyecto financiado bajo la

modalidad PPA es rentable para el inversionista, en el escenario que considera los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 y la tarifa solar PPA acordada con el cliente, y no es viable para el escenario sin los beneficios tributarios. Igualmente, los resultados financieros sugieren que es rentable para el cliente autogenerar su consumo energético, ya que obtiene un ahorro del 35%.

El resto de este trabajo se organiza de la siguiente manera: la segunda sección corresponde al marco teórico, donde se presentan los conceptos en los que está fundamentado este estudio y una revisión de literatura sobre la inversión en fuentes de energía renovables no convencionales, financiada mediante acuerdos PPA. Seguidamente, en la tercera sección, se presenta la selección de la metodología, así como la definición de variables y el modelo utilizado. La cuarta sección hace referencia a los resultados y, finalmente, se plantean las conclusiones y recomendaciones en la quinta sección.

## **2. Marco teórico**

### **2.1 Aspectos del marco regulatorio de la Ley 1715 de 2014: decreto 829 de 2020**

La Ley 1715 de 2014 tiene por objeto promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico.

**Tabla 1.** Beneficios tributarios Ley 1715 de 2014

<p><b>Artículo 11. Deducción especial en la determinación de impuesto sobre la renta</b></p> <p>Los contribuyentes declarantes del impuesto sobre la renta que realicen directamente nuevas erogaciones en investigación, desarrollo e inversión para la producción y utilización de energía a partir FNCE o gestión eficiente de la energía, tendrán derecho a deducir hasta el 50% del valor de las inversiones.</p>	<p><b>Artículo 12. Exclusión de bienes y servicios de IVA</b></p> <p>La compra de bienes y servicios, equipos, maquinaria, elementos y/o servicios nacionales o importados para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales estarán excluidos de IVA.</p>
<p><b>Artículo 13. Excención de gravámenes arancelarios</b></p> <p>Exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de pre inversión y de inversión de proyectos con FNCE.</p>	<p><b>Artículo 14. Depreciación acelerada</b></p> <p>Gasto que la ley permite que sea deducible al momento de declarar el impuesto sobre la renta, por una proporción del valor del activo que no puede superar el 20% anual</p>

Fuente: UPME (Unidad de Planeación Minero Energética, 2014).

## **2.2 Modalidad de negocio Power Purchase Agreement (PPA)**

Modelo de negocio de acuerdos que permite acceder a la compra de energía solar, mediante el pago de una tarifa mensual y estable en el tiempo, donde se pagan por los kWh de energía solar consumidos, a un precio competitivo. Aquí una compañía (el generador) se encarga de invertir, construir, instalar, operar y garantizar el mantenimiento del sistema solar fotovoltaico, durante el tiempo que establece el contrato; mientras que otra, en el rol de cliente, se compromete a comprar lo consumido a los precios pactados.

Estos contratos tienen un horizonte entre 15 y 30 años, en los que 20 años es el promedio ofrecido por el fabricante, lo cual hace que los riesgos por eficiencia se trasladen al mismo. Mientras más largo sea el tiempo pactado en el contrato, menores serán los precios de kWh. El precio por cada

kWh es fijado con una indexación anual atada a la inflación o al IPC, más algunos puntos, el cual comprende la ganancia de la inversión que asume los costos de operación, recuperación de Capex y rendimientos (Higuera Aguilar & Carmona Valencia, 2017).

### **2.3 Riesgos asociados a la inversión en proyectos de energía solar fotovoltaica, financiados mediante PPA**

**Cambios legislativos:** todas las condiciones pactadas dentro del marco del contrato PPA, están basadas en condiciones del mercado y del sector, por lo tanto, cambios en materia regulatoria como en la Ley 1715 de 2014, impactaría de manera significativa la viabilidad financiera de estos proyectos.

**Disminución en el precio de la energía de la red pública:** en estos proyectos se espera un beneficio (ahorro) por la diferencia del precio de autogeneración solar y la energía de la red pública. No obstante, el precio de la energía está expuesto a un alto nivel de volatilidad ante las condiciones climáticas y la perspectiva de una mayor entrada de energías renovables al mercado, que podría generar una mayor oferta de energía, haciendo que los precios disminuyan.

**Cambios en precios de instalación USD/W:** se refleja por aumentos de la tasa de cambio que afectan directamente las compras e instalación, presentando diferencia entre el análisis de factibilidad y la inversión inicial real.

**Tiempo:** estos contratos comprenden plazos de tiempo muy largos que oscilan entre los 10 y 25 años, por lo tanto, se deben establecer cláusulas muy amplias tanto de la generación como de venta entre ambas partes, para posteriormente poder operar según el comportamiento del mercado y de variables macroeconómicas.

**Riesgos financieros:** aumento de costos financieros por encima de lo presupuestado, coberturas insuficientes de los seguros, inestabilidad de precios y volatilidad de variables macroeconómicas, mal manejo de anticipos, insolvencia o quiebra de contratistas.

**Riesgo país:** cambios en la regulación hace variar las previsiones de estos proyectos, por lo que se hace necesario considerar la estabilidad económica y jurídica de cada país, contemplando la desregulación del sector (precio de acuerdo a oferta y demanda) y el fin de las ayudas a los renovables (Jiménez Sánchez & Cidón Martínez, 2018).

**Riesgos operativos:** se puede encontrar diversos inconvenientes en la obtención y materialización de los incentivos de la Ley 1715 de 2014, que implicarían sobrecostos, retrasos y desistimientos de los proyectos (Cardona Díaz, 2017), falta de conocimiento sobre los PPA, pérdida de eficiencia, defectos, riesgos del sitio, precios de energía, disminución en el consumo interno del autogenerador, mala calidad de los datos de radiación, recurso, fallas en la conexión a la red, granizo, pérdida por polvo en paneles y problemas logísticos en la cadena de abastecimiento.

## **2.4 Revisión de literatura**

Inversionistas a nivel mundial cada vez incursionan con más fuerza en proyectos de energías renovables no convencionales, en los que la energía solar fotovoltaica representa la segunda fuente de mayor penetración en el mundo, la cual se ha posicionado como la tecnología que ha atraído la mayor inversión, en gran parte por la mejora en las tasas de rentabilidad que han estado asociadas con una reducción considerable de los costos de producción en los últimos 10 años (Global Trends in Renewable Energy Investment, 2019).

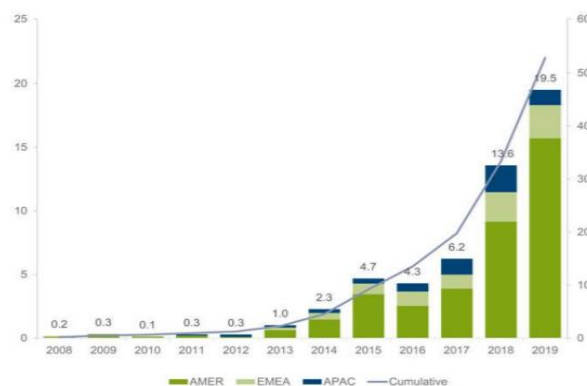
Según la CEPAL (2012), el elemento más eficaz para promover proyectos en energía sostenible son los flujos de ingresos en el largo plazo y, el instrumento más seguro para realizarlo es a través de

los acuerdos de compra de energía-PPA. Los riesgos, los altos costos de la inversión y mantenimiento, la complejidad en la construcción y los retornos económicos plantean un desafío importante en la penetración de la tecnología en la región, que conllevan a establecer mecanismos de financiamiento y acuerdos para la compra en un determinado precio y tiempo. Por lo tanto, una forma de reducir estas brechas es incorporando capitales privados a través de las asociaciones público-privadas.

De acuerdo con el informe *IH 2020 Corporate Energy Market Outlook*, publicado por BloombergNEF en 2019, se observó un crecimiento record de 40% respecto al año anterior, en la cantidad de energía renovable comprada por las empresas mediante acuerdos de compra PPA, materializados principalmente en Estados Unidos; aquí se evidencia una tendencia alcista en todo el mundo, en tanto el informe revela que “más de 100 empresas en 23 países diferentes firmaron unos 19,5 GW de contratos de energía limpia en 2019. Esto fue superior a los 13,6 GW de 2018, y triplica la actividad registrada en 2017” (BloombergNEF, 2020, párrafo 2 -en línea).

Según el informe *Global Trends in Renewable Energy Investment 2020*, una forma de asegurar ingresos por electricidad a lo largo de la vida de un proyecto es mediante un acuerdo de compra de energía PPA, que si bien puede ser con empresas de servicios públicos, los PPA corporativos también han presentado un crecimiento más pronunciado, al pasar de 300 MW en acuerdos firmados en 2012 a un récord de 19,5 GW en 2019, como se muestra en la figura 1.

**Figura 1.** Global volume of corporate power purchase agreements signed, by region, 2008-2009



Fuente: Global Trends in Renewable Energy Investment, 2020.

A partir del análisis de factibilidad de la construcción de una planta fotovoltaica, para el suministro de demanda energética de la Desaladora de Campo Dalías, bajo la modalidad PPA, Castaños et al. (2018) encuentran que es viable financieramente, considerando que la Desaladora podría ahorrarse en promedio un 2% del gasto energético, y la inversión de la planta fotovoltaica con un costo de capital del 4.17% arrojaría un margen comercial de 8.75%, una TIR del 7.01% y una recuperación de la inversión de 15 años.

Según los autores Tongsopit et al. (2014), los proyectos, los modelos de negocio y las opciones de financiación intervienen en las decisiones de impulsar la expansión de mercados solares en las azoteas; es por esto que basan su análisis en una opción de financiación y en cuatro modelos de negocio emergente, como alquiler de techos, acuerdos de compra de energía solar (PPA), arrendamiento solar y solar comunitario, donde se concluye que para el caso PPA solar, el cliente nunca tendrá un flujo de caja negativo, ya que compra la energía a un precio inferior al del mercado eléctrico, lo cual le permitiría tener un ahorro, que aunque sea un monto pequeño, es proporcional, considerando que no debe hacer ninguna inversión.



Un resultado similar es obtenido por Higuera y Carmona (2017), en el análisis de la viabilidad de un proyecto de autogeneración con energía solar fotovoltaica, para una empresa simulada a partir de la modalidad EPC y PPA; los resultados bajo esta última indican que es viable si la empresa puede consumir el 100% de la energía autogenerada, donde logra obtener ingresos por el ahorro ganado de la diferencia entre el costo de la energía de la red pública y el costo de la energía autogenerada, con un VPN positivo de \$175 millones y una TIR de 9%, por encima de la tasa de retorno esperada por el inversionista de 8%.

En un estudio de la viabilidad financiera de un parque solar fotovoltaico en España, el autor De las Rivas Villarroya (2019) toma como referencia los ingresos que se generan a través de la firma de contratos PPA, en un plazo promedio de 10 años, y resalta que lo positivo de estos acuerdos es que permite conocer ingresos y gastos en el tiempo que dure, lo cual hace que disminuyan los riesgos en los modelos financieros, factor que se considera clave a la hora de financiar los proyectos, dado que es muy difícil la financiación de los mismos sin estos contratos. El autor concluye que la necesidad de firmar un contrato PPA es real, debido al impacto que tiene sobre la rentabilidad del proyecto; además, considerando el comportamiento del mercado, se prevén disminuciones del precio de la energía, que tiene afectación directa en la TIR, caso que se mitigaría con la firma del contrato PPA, y se obtendría una rentabilidad cercana al 7%.

## **2.5. Contexto de contratos PPA a nivel mundial**

Según el informe *Corporate Sourcing of Renewables: Market and Industry Trends*, publicado por IRENA en 2018, en los últimos años (2017-2018) en el Sur y Este de Asia y Pacífico, se firmaron casi la mitad de las subastas de energía solar fotovoltaica, mediante acuerdos PPA, gracias a la caída del costo de la tecnología y de los altos niveles de irradiación solar.

Los contratos PPA corporativos son cada vez más populares en mercados que permiten contratos entre empresas y promotores energéticos. Esto, debido a que el acceso minorista y la adaptación a las necesidades específicas de las empresas es un factor clave para aumentar las adquisiciones corporativas de energías renovables, es decir, que ganan cada vez mayor participación de mercado, como es el caso en Australia e India, donde variables como el aumento en precios, limitaciones de la red y certificados empujan los acuerdos PPA.

A comienzos de 2018, empresas en más de 75 países obtenían electricidad renovable mediante contratos PPA, por ejemplo los países de Europa y América del Norte representan la mayor parte del abastecimiento corporativo. Además, se ha observado una alta demanda de electricidad renovable en Asia Pacífico y América Latina y, aunque África y Oriente Medio representan un gran potencial, aún son pocos los acuerdos que existen. A nivel mundial la producción de energía para el autoconsumo es el modelo más común, seguido de la compra de certificados de atributos de energía desagregados (EAC) y, posteriormente, los acuerdos de compra de energía (PPA) (IRENA, 2018).

América del Sur y otros países de la región como Chile, Argentina, Brasil y Perú han identificado los PPA renovables como una forma financieramente viable para obtener energía. Contemplan programas para fomentar el uso de las fuentes de energías no convencionales en la producción de electricidad, que cuentan con la participación del estado como regulador, promotor y garante, en algunos casos, y con la participación del sector privado como desarrollador de la obra; en este sentido, se cuenta con una regulación específica.

### 3. Descripción de la metodología

Este trabajo tiene como objetivo principal estimar la rentabilidad de un acuerdo de compra de energía solar PPA, a 20 años, entre un inversionista desarrollador de proyectos de energía renovable y una empresa del sector comercial, clasificada en el nivel de tensión 3 de energía, perteneciente al mercado regulado, que es la propietaria del techo donde el sistema solar fotovoltaico será instalado. Esta empresa tiene la viabilidad de la tecnología fotovoltaica, está ubicada en una región con alta probabilidad de desarrollo del negocio solar y pertenece a un sector con gran potencial para migrar a la generación distribuida fotovoltaica. En lo sucesivo, las dos partes que acuerdan el contrato se denominarán inversionista y cliente.

El tiempo pactado en el acuerdo corresponde a 20 años, considerando que diversos estudios señalan que el período de tiempo en que se deben pactar los contratos PPA, para garantizar una rentabilidad y una diferencia entre la tarifa del PPA y la tarifa de la energía eléctrica del cliente, debe ser mayor a 15 años.

De forma paralela se estima el ahorro que obtendría el cliente durante el horizonte de tiempo del contrato, por pagar una tarifa solar PPA inferior frente a la tarifa de la red eléctrica.

De acuerdo con los objetivos mencionados, se construye el flujo de caja libre para tres escenarios en función del precio de la tarifa solar pactada en el PPA y de los beneficios tributarios, considerando el riesgo que estas variables implican para garantizar la rentabilidad del proyecto y el impacto que tiene el ahorro para el cliente.

**Escenario 1:** corresponde a la construcción del flujo de caja libre, considerando los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 y la tarifa solar mínima, a partir del valor que arroja como resultado un VPN de cero y una TIR igual al WACC, la cual se denominará *tarifa energía solar base*.

**Escenario 2:** corresponde a la construcción del flujo de caja libre, considerando los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 y la tarifa acordada entre el inversionista y el cliente, como un incremento de 20% sobre la tarifa energía solar base, teniendo en cuenta que cualquier tarifa que se cobre por encima de ésta va a generar rentabilidad, la cual se denominará *tarifa energía solar PPA*.

**Escenario 3:** corresponde a la construcción del flujo de caja libre sin considerar los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014.

La metodología utilizada para estimar la rentabilidad de la inversión es el Flujo de Caja Libre Descontado, el cual permite, además de calcular el Valor Presente Neto (VPN) de los flujos de caja del horizonte de proyección, establecer la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el período de recuperación de la inversión (Payback Period PER) para cada uno de los escenarios descritos, como se detalla a continuación:

**Flujo de caja libre:** es el flujo de caja generado por las operaciones principales del negocio después de deducir las inversiones en nuevo capital o flujo de efectivo disponible para los inversionistas, el cual debe descontarse al costo promedio ponderado, que representa las tasas de rendimientos requeridas por la combinación de capital y deuda de los accionistas (Koller, Goedhart, & Wessels, 2015).

**Tasa interna de retorno-TIR:** tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es decir, es el porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá un proyecto en el tiempo. Es la tasa que iguala la suma de los flujos descontados a la inversión inicial (Talavera, Nofuentes, & Aguilera, 2010).

**Valor Presente Neto-VPN o Valor Actual Neto (VAN):** método o criterio para evaluar a través de flujos de caja futuros, si los proyectos de inversión van a ganar o a perder en el largo plazo (Basher & Raboy, 2018).

**Payback o periodo de recuperación:** criterio para evaluar inversiones que determina el tiempo requerido o número de periodos, normalmente en años, que se necesita para recuperar el capital inicial de una inversión. Para el cálculo de este indicador, se tiene en cuenta el valor de la inversión inicial y de los flujos de caja (Marín Campos, Rodríguez Manrique, Kobiski, Casagrande Júnior & Urbanetz Junior, 2014).

**Costo de capital promedio ponderado-WACC:** refleja el mejor rendimiento esperado disponible en el mercado para inversiones de riesgo similar. Este indicador puede verse afectado por variables como impuestos, subsidios, aranceles, tasa de interés, salario, depreciación y precios de bienes de capital (Laverde et al. 2019). En su cálculo intervienen la estructura de capital, el costo de la deuda y el costo del patrimonio, y se calcula como el promedio ponderado de las fuentes que financian la empresa, así:

$$WACC = k_e \frac{E}{E + D} + k_d (1 - T) \frac{D}{E + D}$$

Donde:

$k_e$ : Es la rentabilidad esperada por el inversionista o costo del patrimonio

$k_d$ : Es el costo de la deuda

E: Parte de la financiación del proyecto que proviene del accionista

D: Parte de la financiación del proyecto que proviene de la deuda

T: Corresponde a la tasa de impuesto

Siguiendo a García (2003), el costo del patrimonio se estima a través del modelo CAPM o Modelo de Valoración de Activos de Capital, el cual sugiere que la rentabilidad que un inversionista podría esperar, si invirtiera en una acción en el mercado, puede determinarse así:

$$Ke = kl + \beta(km - kl) + rp$$

Donde:

$kl$ : Rentabilidad libre de riesgo del mercado

$km$ : Rentabilidad del mercado

$(km - kl)$ : Premio por el riesgo del mercado

$\beta$ : Medida del riesgo específico de la empresa

$rp$ : Riesgo país

#### **4. Resultados**

En esta sección se presentan los principales datos de entrada y supuestos utilizados en la construcción de los flujos de caja, así como los hallazgos del trabajo. La información fue obtenida a través de algunos desarrolladores de proyectos de energía renovable no convencional, cuya identidad es confidencial, del mercado y de estimaciones propias. A continuación se definen los parámetros macroeconómicos de los precios con los que se indexan algunas variables; se describe la información técnica de la instalación solar fotovoltaica; se identifican los costos principales de inversión (CAPEX), de operación (OPEX) y los aspectos en materia tributaria; se estima igualmente, la tasa de descuento para el inversionista y el cliente y, finalmente, se presentan los supuestos

considerados para la estimación de las tarifas de la energía eléctrica y solar, con los respectivos costos y el ahorro obtenido por el cliente.

#### 4.1. Supuestos y datos de entrada

##### 4.1.2. Parámetros macroeconómicos

Las variables macroeconómicas consideradas en el modelo son: el Índice de Precios al Consumidor (IPC) y el Índice de Precios al Productor (IPP), con el fin de indexar el crecimiento de los costos y gastos que supone la inversión y la tarifa de energía, respectivamente.

**Índice de Precios al Consumidor (IPC):** este índice es usado dentro del modelo para indexar el crecimiento de los costos y gastos del proyecto; para su estimación se tomaron las proyecciones de la encuesta mensual de expectativas de analistas económicos, publicada por el Banco de la República en agosto de 2020, para el pronóstico de los años 2020 y 2021 y, a partir del año 2022, se tomó la meta de inflación objetivo de 3%.

**Tabla 2. Proyección de IPC**

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
IPC	1.9%	2.9%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%	3.0%

Fuente: Banco de la República de Colombia, 2020.

**Índice de Precios al Productor (IPP):** este índice es el recomendado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), como el más conveniente para indexar los precios de la energía, debido a que muestra un mayor nivel de desagregación por actividad económica, permitiendo una mayor aproximación a la dinámica de los precios relacionados con los bienes y servicios, que son utilizados en la industria energética. En este sentido, este índice se usó en el

modelo como indexador para la proyección de la tarifa de energía convencional tomada de la red y de la tarifa de energía solar, que se explicará más adelante con mayor detalle.

Este índice se proyectó a través de un modelo de serie de tiempo estocástica ARIMA, el cual proporciona descripciones sobre la naturaleza aleatoria del proceso generador de la muestra.

Los procesos autorregresivos (AR), media móvil (MA) y comprobación de sus parámetros ( $\varphi$  y  $\theta$ ), dentro del círculo unitario, son utilizados para construir modelos univariados (ARIMA) de series de tiempo. Estos buscan explicar el movimiento de  $Y_t$  y así poder pronosticarla ( $\hat{Y}_{t+p}$ ); a partir de su propio pasado, rezagos del error (Ma,  $u_t, u_t - 1, u_t - 2, \dots, u_t - q$ ) o una combinación de ambos (ARMA,  $Y_t - 1, Y_t - 2, \dots, Y_t - p, u_t, u_t - 1, u_t - 2, \dots, u_t - q$ ) (Apuntes de clase CEDE, Universidad de los Andes, 2010).

$$Y_t = f(Y_t - 1, Y_t - 2, \dots, Y_t - p)$$

$$Y_t = f(u_t - 1, u_t - 2, \dots, u_t - q)$$

$$Y_t = f(Y_t - 1, Y_t - 2, \dots, Y_t - p, u_t, u_t - 1, u_t - 2, \dots, u_t - q)$$

Para la proyección de los tres primeros años se tomó la serie mensual del Índice de Precios al Productor, publicada por el DANE desde el año 2010 hasta julio de 2020 y, a partir del tercer año, el índice se estabiliza en el largo plazo.

Según los resultados arrojados por el modelo, en los Anexos 1 y 2 se presentan sus parámetros y la significancia estadística de los mismos y en la Tabla 3 el pronóstico.



**Tabla 3. Proyección IPP**

Año	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
IPP	1.2%	2.6%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%	2.8%

Fuente: Elaboración propia con datos tomados del DANE, 2020.

#### 4.1.3. Parámetros técnicos del proyecto

Los supuestos relacionados con la fecha de inicio, la fecha de entrada en operación del proyecto y la duración del acuerdo PPA, se resumen en la Tabla 4.

**Tabla 4.** Fecha de inicio y de entrada en operación del proyecto

Fecha de inicio construcción	1-jun-20
Fecha de entrada en operación	1-oct-20
Año de entrada en operación	2020
Años de operación- Acuerdo PPA	20

Fuente: Elaboración propia, 2020.

El modelo no contempla la generación de excedentes de energía solar, se asume que toda la energía producida es consumida por el cliente.

Los supuestos técnicos del proyecto se resumen en la Tabla 5. Para efectos de la modelación financiera, la producción real de energía del panel solar se determina utilizando una radiación solar promedio de 1,450 kWh/kWp/año, una capacidad instalada de 423.36 kWp, una disponibilidad anual de 98% y un porcentaje de degradación anual de 0.55%.

*Producción real de energía kWh = Capacidad instalada \**

*%Productividad panel solar \* %Radiación \* %Disponibilidad*

**Tabla 5.** Parámetros técnicos

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>	<b>Unidad</b>
Productividad del panel solar	100%	primer año
Degradación del panel solar	0.55%	anual
Disponibilidad del panel solar	98%	anual
Disponibilidad en días	358	días
Tamaño de la instalación - capacidad instalada	423.36	kWp
Radiación - Producción específica	1,450	kWh/kWp/año

Fuente: Se reserva el nombre por confidencialidad.

Donde:

kWp: Unidad de medida de la capacidad de un sistema fotovoltaico para generar energía en su punto de máximo rendimiento.

kWh: Unidad de energía generada por un kilovatio (kW) de potencia sostenida durante una hora.

#### **4.1.4. Estimación de los costos**

En la Tabla 6 se presentan los principales costos del proyecto, la inversión inicial se ejecuta en el primer año de operación y está distribuida entre paneles solares e inversores, que representan el 37% de la inversión y están exentos de IVA; el 63% restante se compone de cables, bandejas, protecciones, tableros de distribución, diseños de ingeniería, mano de obra, montaje y transporte. Un sistema solar fotovoltaico requiere unos gastos de operación y mantenimiento, con el fin de garantizar que mantendrá un buen desempeño técnico y, por ende, económico en el horizonte de su vida útil. Según la Guía de Mejores Prácticas de Operación y Mantenimiento de SolarPower

Europe (2018), dichos servicios, además de mitigar los riesgos técnicos, mejoran el costo nivelado de electricidad y los precios del acuerdo de compraventa de energía (PPA), y tienen un efecto positivo en el retorno de la inversión.

El incremento del OPEX durante el horizonte del contrato se indexa con la inflación y se calcula de la siguiente forma:

$$Opex\ anual\ (COP/kWp = Valor\ Opex\ estimado * IPC * Tamaño\ de\ la\ instalación * meses\ de\ operación$$

**Tabla 6.** Costos de inversión y mantenimiento

CAPEX	Unidad (Millones COP)
Paneles solares e inversores	\$ 581
Sistema solar fotovoltaico	\$ 833
IVA	\$ 158
<b>CAPEX TOTAL</b>	<b>\$ 1,572</b>
OPEX	Unidad (COP/kWp)
Operación y mantenimiento	\$ 32,000

Fuente: Se reserva el nombre por confidencialidad.

Además de los costos de operación y mantenimiento, también se involucraron en el modelo otros costos y gastos fijos y variables, que se detallan en las Tablas 7 y 8.

**Tabla 7.** Costos variables

<b>COSTOS VARIABLES</b>	
Trámites UPME	1% Sobre los beneficios tributarios
Telemedida	\$1,879,335 Crece con IPC
Seguro	0.14% del valor del activo
Provisión cartera	1% sobre el valor de los ingresos

Fuente: Elaboración propia, 2020.

Para la obtención de los beneficios de la Ley 1715 de 2014, se incluyó la tarifa que cobra la UPME por concepto de la prestación de los servicios de planeación y asesoría, como un gasto en flujo de caja del año 2020, correspondiente al 1% del valor de los beneficios tributarios.

La telemedida es el costo de medir el consumo de la energía solar de forma remota al cliente en su instalación, y crece con IPC, la provisión de cartera corresponde al 1% del valor de los ingresos generados cada año y el gasto del seguro equivale al 0.14% sobre el valor de los activos, y está gravado con IVA.

Los costos fijos están en función del tamaño de la instalación y comprenden los salarios del personal requerido para la ejecución del proyecto, el puesto de trabajo, servicios de TI y licencias para el acceso a las bases de datos meteorológicos y software para invertir en energía solar. Para su estimación, se asume que el inversionista es una sociedad jurídica en marcha que ya tiene una estructura administrativa, comercial y técnica, y determinó que el costo unitario que le asigna a cada proyecto es el equivalente al 15% de su costo fijo. Los salarios de los profesionales de las áreas comercial, financiera, jurídica, operación y mantenimiento y administrativo fueron tomados del Observatorio Laboral para la Educación (2019).

**Tabla 8.** Costos fijos

<b>COSTOS FIJOS ANUALES</b>	<b>Unidad (Millones COP)</b>
2 profesionales comerciales	77
2 profesionales financieros	85
2 tecnólogos Operación Mantenimiento y Servicios	46
Abogado	34
Personal - Administrativo y apoyo	35
Puesto de trabajo + Servicios de TI Básicos + Licencia BD (Solargys y Pvsyst)	306
% Costo unitario que se asigna a cada proyecto	15%
<b>Costo fijo a asignar x Mega instalada</b>	<b>87</b>

Fuente: Elaboración propia, 2020.

### **Capital de trabajo neto operativo:**

Para su cálculo se asume que las cuentas por cobrar están en función de los ingresos y tienen un plazo de 30 días, y las cuentas por pagar de la inversión tienen un plazo de 45 días, de acuerdo con la dinámica del sector.

#### 4.1.5 Aspectos tributarios

En la Tabla 9 se presentan los impuestos que fueron considerados dentro del flujo de caja del proyecto, con las respectivas deducciones que indica la Ley 2010 de 2019 y los beneficios tributarios que estipula la Ley 1715 de 2014.

**Tabla 9.** Aspectos tributarios

IMPUESTOS	
Impuesto de renta	32% en 2020, 31% en 2021 y 30% de 2022 en adelante
ICA	15%
4x1000	0.40%
IVA	19%

Fuente: Ley 2010 de 2019, Congreso de Colombia.

Para el impuesto de renta se tiene en cuenta lo estipulado en el Artículo 240 de la Ley 2010 de 2019 (Ley de Financiamiento), el cual considera tasas de 32% para el año gravable 2020; 31% para el año gravable 2021 y del 30% a partir del año gravable 2022. Respecto al Impuesto de Industria y Comercio (ICA), se aplicó durante toda la proyección una tasa del 1.15% sobre el total de los ingresos. Como lo indica el Artículo 115 de la Ley 2010 de 2019, para el período 2020-2021, se aplica el 50% de descuento sobre la renta y, a partir del año 2022, el descuento sobre la renta correspondiente al ICA aumenta al 100%. En el caso del gravamen a los movimientos financieros, de acuerdo con el Artículo 115 de la Ley 2010 de 2019, se deduce el 50%.

Sobre el escenario 1 se consideraron los siguientes beneficios tributarios que plantea la Ley 1715 de 2014:

**Deducción del impuesto sobre la renta:** en el flujo de caja del año 2022, que es el año gravable siguiente en el que entra en operación el proyecto, se descontó el 50% de la inversión sobre el impuesto de renta.

**Exclusión del IVA:** de conformidad con lo establecido en la Ley 1955 de 2019, se excluyó el IVA de 19% sobre el valor de los paneles solares e inversores.

**Depreciación acelerada:** se dedujo del impuesto sobre la renta el gasto por la depreciación de los activos del sistema solar fotovoltaico (paneles e inversores).

**IVA descontable:** se descontó el IVA correspondiente al 19% del valor de la inversión que conforma el sistema solar fotovoltaico (cables, bandejas, protecciones, tableros de distribución, diseños de ingeniería, mano de obra, montaje y transporte) sobre el impuesto a pagar.

#### **4.1.6. Estimación de la tasa de descuento para el inversionista**

Se asume que el inversionista, como desarrollador de proyectos de energía renovable, mantiene una estructura de capital constante durante el horizonte de la proyección; de acuerdo con Inselbag & Kaufold (1997), el método del WACC es más práctico si la empresa espera mantener su ratio de apalancamiento (de mercado) siempre igual a lo largo del tiempo. Bajo esta premisa, la tasa que se usa para descontar el flujo de caja de la inversión es el Coste Promedio Ponderado de Capital (WACC); para su cálculo el modelo financiero considera los siguientes supuestos.

Se toma la estructura de capital estimada por Damodaran (2019) para el sector *Green & Renewable Energy*, correspondiente al 46% de deuda y al 54% de capital. Para el costo de la deuda, se toma como referencia la tasa mensual de colocación de créditos comerciales (preferencial o corporativo)

del Banco de la República, a un plazo de más de 1,825 días del total de establecimientos financieros. Para los fines de la modelación, el  $k_d$  se estima como el promedio ponderado por monto de colocación de dichas tasas para el último año (agosto 2019 a julio de 2020).

La tasa de rentabilidad esperada por el inversionista se estima mediante el modelo CAPM bajo los siguientes parámetros definidos en dólares:

$$K_e = k_l + \beta(k_m - k_l) + r_p$$

$k_l$ : La tasa libre de riesgo del mercado corresponde al rendimiento de los bonos del tesoro de Estados Unidos con plazo de emisión a 10 años.

$k_m$ : La tasa de rendimiento del mercado se toma de Damodaran y corresponde al promedio aritmético de las primas de mercado anuales del índice S&P500 para los últimos 30 años.

$r_l$ : El riesgo país o EMBI es la diferencia (spread) entre las tasas de interés que pagan los bonos denominados en dólares, emitidos por países subdesarrollados, y los bonos del tesoro de Estados Unidos, considerados “libres” de riesgo. Para el modelo se toma el promedio de los últimos 12 meses del riesgo país de Colombia.

$\beta_s$ : Beta apalancado corresponde al beta desapalancado ( $\beta_u$ ) estimado por Damodaran para mercados emergentes del sector *Green & Renewable Energy*, y se apalanca según la estructura financiera definida de la siguiente forma:

$$\beta_s = \beta_u \left( 1 + (1 - t) \frac{D}{E} \right)$$

$$\beta_s = 0.66 \left( 1 + (1 - 30\%) \frac{46\%}{54\%} \right)$$

$$\beta_s = 1.21$$



Para la conversión del Ke de dólares a pesos colombiano, la expectativa de devaluación se calcula como:

$$Devaluación\ promedio\ de\ largo\ plazo = \frac{(1 + IPC\ COP)}{(1 + IPC\ USD)} - 1$$

Donde:

IPC COP corresponde al promedio de inflación del consumidor esperada de Colombia en los próximos diez años.

IPC USD corresponde al promedio de la inflación del consumidor esperada de Estados Unidos en los próximos diez años, para el cual se tomó la proyección que se encuentra en *The Livingston Survey*, publicada por la Federal Reserve Bank of Philadelphia (2020).

La tasa de impuesto corresponde al promedio de los últimos diez años del impuesto de renta establecido en el Artículo 240 de la Ley 2010 de 2019, el cual es incorporado para la estimación del escudo fiscal.

La estimación del Coste Promedio Ponderado de Capital (WACC), a partir de los supuestos mencionados, se muestra en la Tabla 10.

**Tabla 10.** Estimación WACC

<b>Estructura de capital</b>	
54%	%Capital
46%	%Deuda
0.848	Relación Deuda/patrimonio
30%	T: Impuesto promedio 10 años

<b>Retorno Esperado por el inversionista ke</b>	<b><math>CCP=KI+ (Km - KI)*\beta + \text{Riesgo país}</math></b>
0.64%	kl: Tasa de libre Riesgo a 30 años bonos del tesoro
6.43%	km: Tasa del Mercado Prima sobre índice S&P 500
0.66	$\beta_u$ sin apalancar Factor de riesgo de activos renovables
1.21	$\beta_s$ apalancada Factor de riesgo de la empresa con deuda
2.45%	Rp: Riesgo País
10.10%	Tasa en dólares nominal
1.84%	Inflación promedio en USD esperada
2.87%	Inflación promedio en COP esperada
8.11%	Tasa Real en dólares
1.01%	Devaluación promedio largo plazo
<b>Tasa de rentabilidad esperada en pesos colombianos</b>	
<b>9.20%</b>	
<b>Costo de la deuda Kd</b>	
7.36%	Kd Costo de la deuda en pesos colombianos
<b>7.33%</b>	<b>Costo Promedio Ponderado del Capital WACC</b>

Fuente: Elaboración propia con datos tomados del mercado, 2020.

#### 4.1.7 Estimación de la tasa de descuento para el cliente

Considerando que el cliente no debe ejecutar ninguna inversión para la operación del sistema solar fotovoltaico en las instalaciones de su empresa, se asume que el ahorro mínimo que espera obtener por pagar la tarifa solar del PPA, frente a la tarifa que pagaría si tomara la energía de la red eléctrica, es la inflación. En este sentido, el valor presente del flujo de ahorro proyectado, producto de la

diferencia del costo de las dos tarifas, se descuenta a una tasa de 3%, calculada como el promedio esperado de la inflación durante los 20 años del contrato.

#### 4.1.8. Estimación de la tarifa de energía tomada de la red

Con el objetivo de estimar el ahorro que obtendría el cliente por sustituir parte de su consumo energético por una fuente de energía solar, se proyecta la tarifa de energía tomada de la red, a partir de la tarifa publicada por Empresas Públicas de Medellín (EPM), que se muestra en la Tabla 11, correspondiente al promedio de enero a junio de 2020 para el sector industrial y comercial regulado, puesto que es el sector al que pertenece el cliente del acuerdo PPA.

**Tabla 11.** Tarifa energía eléctrica

<b>Tarifa energía eléctrica</b>	<b>Nivel tensión III</b>
<b>mercado regulado: Industrial</b>	<b>(\$/kWh)</b>
<b>y comercial</b>	
Enero	423
Febrero	460
Marzo	460
Abril	460
Mayo	460
Junio	460
<b>Promedio</b>	<b>454</b>

Fuente: EPM, 2020.

#### 4.1.9. Estimación de la tarifa de energía solar PPA

Para la estimación de la tarifa de energía solar que se pactará en el acuerdo PPA, se parte de la tarifa mínima que hace rentable la inversión, a partir del valor que arroja como resultado un VPN de cero y una TIR igual al WACC, denominada tarifa energía solar base, la cual representa el punto de partida para el incremento del precio por kWh del 20%, que se pacta entre el inversionista y el cliente, y que implicaría que el proyecto sea viable financieramente, como se plantea en el escenario 2.

#### 4.1.10. Estimación de costos y ahorro para el cliente

Como se explicó previamente, el ahorro que obtiene el cliente al generar su propio consumo con energía solar fotovoltaica, es producto de la diferencia entre el costo de la energía eléctrica de la red y el costo de autogenerar, como se observa a continuación:

$$\text{Ahorro cliente} = \text{Costo energía eléctrica tomada de la red} - \text{Costo energía solar}$$

Donde:

$$\text{Costo energía eléctrica tomada de la red} = \text{Producción real de energía (kWh)} *$$

$$\text{Tarifa de energía eléctrica (\$/kWh)}$$

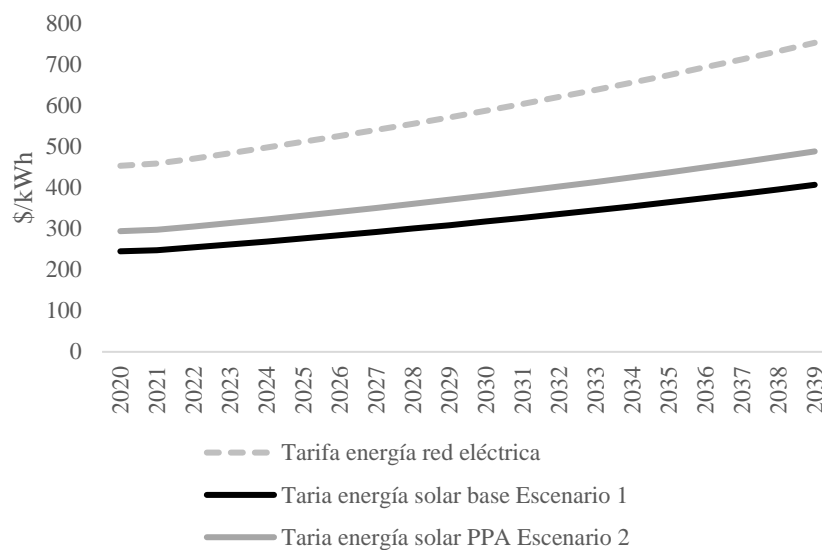
$$\text{Costo energía solar} = \text{Producción real de energía (kWh)} * \text{Tarifa de energía solar (\$/kWh)}$$

#### 4.2 Hallazgos del modelo financiero

En la figura 2 se observan las estimaciones de cada una de las tarifas consideradas en el modelo. La tarifa de energía solar base que hace que el VPN sea cero, definida para el escenario 1, es de 245 \$/kWh y se encuentra en un 46% por debajo de la energía tomada de la red, es decir, que el

inversionista no puede ofrecerle al cliente una tarifa inferior a dicho valor, porque el VPN sería negativo y por ende la inversión no sería viable. La tarifa energía solar PPA, correspondiente al escenario 2, con un incremento de 20% sobre la tarifa solar base es de 294 \$/kWh, y se encuentra en un 35% por debajo de la tomada de la red eléctrica.

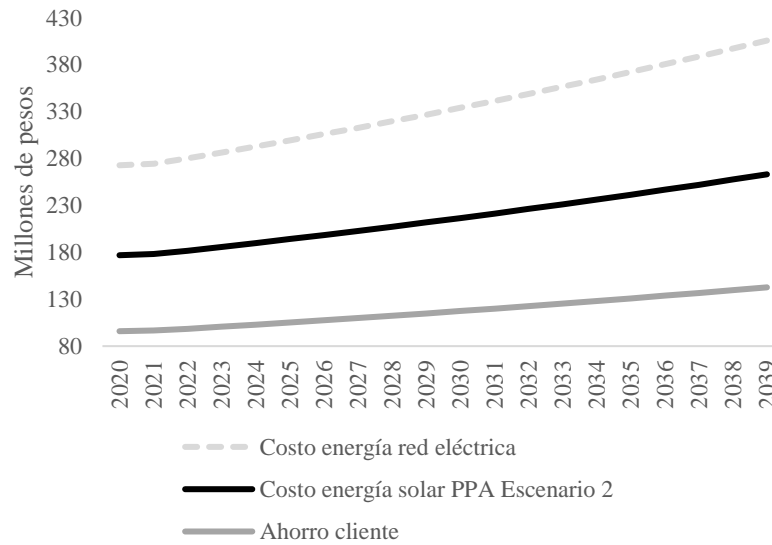
**Figura 2.** Proyección tarifas de energía



Fuente: La tarifa de la energía eléctrica es tomada de EPM, 2020.

El valor de la tarifa de energía solar pactada en el acuerdo PPA determina el ahorro que obtiene el cliente al autogenerar con energía solar fotovoltaica, durante el tiempo que dure el contrato, el cual es producto de la diferencia entre el costo de la tarifa tomada de la red eléctrica y el costo de la tarifa por autogenerar la energía, como se muestra en la Figura 3.

**Figura 3.** Costo de la energía y ahorro para el cliente



Fuente: Elaboración propia, 2020.

En la Tabla 12 se evidencia que durante los 20 años que dura el contrato, el cliente logra obtener un ahorro de \$1,767 millones con el acuerdo PPA, equivalente a un 35%, como resultado del menor VPN que arroja el costo de pagar la tarifa solar, respecto a la que pagaría si consumiera la energía de la red eléctrica. Estos hallazgos son consistentes con los resultados identificados previamente en la literatura por Higuera y Carmona (2017) y Tongsopit et al. (2016).

**Tabla 12.** Ahorro cliente

Concepto	Ahorro con beneficios tributarios y tarifa energía solar PPA
Tasa de descuento (Inflación)	3%
VPN Costo energía red eléctrica (Millones de pesos)	5,027
VPN Costo energía solar (Millones de pesos)	3,260
VPN Ahorro cliente (Millones de pesos)	1,767

% Ahorro cliente	35%
------------------	-----

Fuente: Elaboración propia, 2020.

En la Tabla 13 se presentan los resultados del modelo asociados a la factibilidad financiera de la inversión, para el desarrollador del proyecto en cada uno de los escenarios planteados.

**Tabla 13.** Factibilidad financiera por escenario

	<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>	<b>Escenario 3</b>
	FCL con beneficios	FCL con beneficios	FCL sin
Criterio de inversión	tributarios y tarifa	tributarios y tarifa	beneficios
	energía solar base	energía solar PPA	tributarios
VPN (Millones COP)	0	380	-157
TIR	7.33%	12.04%	5.9%
WACC	7.33%	7.33%	7.33%
Payback period (años)	11	8	13
Tarifa energía solar			
\$/kWh	245	294	294

Fuente: Elaboración propia, 2020.

La tarifa de energía solar presentada en la Tabla 13 corresponde a la que se pactaría durante el primer año de operación, cuya proyección está ilustrada en la Figura 2.

Los resultados del Escenario 1 permiten observar que con una tarifa de energía solar de 245\$/kWh, el VPN es igual a 0, porque el proyecto genera una rentabilidad igual a la mínima esperada, es decir, que no destruye ni genera valor y la inversión tardaría 11 años en recuperarse (Ver flujo de caja libre en el anexo 3).

Mientras que en el Escenario 2, los resultados de la valoración del flujo de caja con la tarifa de energía solar pactada en el acuerdo PPA y los beneficios tributarios, indican que la rentabilidad del proyecto (12.04%) es superior a la rentabilidad esperada por el inversionista (7.33%), generando como resultado un VPN positivo de \$380 millones y un período de recuperación de la inversión de 8 años (Ver flujo de caja libre en el anexo 4). Estos hallazgos están en línea con los identificados previamente en la revisión de literatura por Castaños et al. (2018). Igualmente son consistentes con el análisis de rentabilidad adelantado por la UPME en 2015, para la instalación solar de un proyecto comercial, donde encuentra que es viable porque logra obtener una TIR de 12.8%, superior al costo de capital de 8.5%, una vez aplicados los incentivos que plantea la Ley 1715 de 2014.

Por su parte, en el Escenario 3, los resultados de la valoración del flujo de caja con la tarifa de energía solar pactada en el acuerdo PPA y, sin considerar los beneficios tributarios, indican que la rentabilidad del proyecto (5.9%) es inferior a la rentabilidad esperada por el inversionista (7.33%), arrojando como resultado un VPN negativo de -\$157 millones y, frente al Escenario 2, la recuperación de la inversión se tardaría 5 años más (Ver flujo de caja libre en el anexo 5).

Un resultado similar a los obtenidos en este trabajo fue encontrado por Aldana Rodríguez (2015), en un análisis sobre el impacto de la Ley 1715 de 2014 en la viabilidad financiera de un sistema de energía solar fotovoltaica, para un centro comercial a partir de dos escenarios, con y sin beneficios tributarios, y encontró que el VPN es negativo para el escenario que no contempla dichos beneficios y no alcanza a recuperar la inversión, mientras que es positivo para el escenario que sí los incluye con una TIR que es superior al costo de oportunidad requerido por el inversionista y una recuperación de la inversión de 13 años.



## **5. Conclusiones y recomendaciones**

El modelo de negocio PPA como mecanismo de financiación para proyectos de energía renovable, ha marcado una nueva tendencia para el mercado energético, con una participación que ha venido creciendo rápidamente en los últimos años, motivada principalmente por la reducción de costos, lo que significa que el modelo puede ser viable financieramente y atraer inversionistas no tradicionales.

A partir de los resultados de este trabajo, se concluye que el esquema de financiación de compra de energía solar fotovoltaica, mediante la modalidad PPA, es viable para el inversionista bajo los criterios de rentabilidad evaluados en el Escenario 2, que considera los beneficios tributarios de la Ley 1715 de 2014 y la tarifa solar PPA acordada con el cliente como acertada, porque logra obtener un VPN positivo y una rentabilidad superior a la esperada, así como un período de recuperación de la inversión relativamente corto de 8 años. Igualmente, los resultados financieros sugieren que es rentable para el cliente autogenerar su consumo energético y pagar la tarifa al precio pactado en el PPA, cuya diferencia con la tarifa que pagaría si tomara la energía de la red eléctrica, le permite obtener un ahorro de 35%. Lo anterior implica que el cliente tendrá un flujo de caja positivo durante los 20 años que dura el contrato, si se considera, además, que no tiene que asumir ningún costo de inversión, operación ni mantenimiento.

En el Escenario 1, si bien el cliente obtendría un mayor ahorro, no es atractivo para el inversionista, ya que la rentabilidad del proyecto es igual a la esperada, y probablemente en el mercado encuentre otras alternativas de inversión que le generen una rentabilidad por encima del WACC, e inclusive, con un menor riesgo al que implicaría la inversión en el contrato PPA. Por ello podría concluirse que los beneficios tributarios por sí solos no garantizan la rentabilidad del proyecto y que la tarifa que se pacte en el acuerdo PPA es una variable determinante para garantizar un retorno positivo.

Por su parte, en el Escenario 3, los resultados de la valoración indican que ejecutar la inversión en

el sistema solar fotovoltaico, sin considerar los beneficios tributarios, hace que sea inviable financieramente y se destruya valor, dada la presión que la carga tributaria genera sobre el flujo de caja.

En este sentido, podría concluirse que los principales riesgos que implican este tipo de acuerdos para un desarrollador de energías renovables, están asociados con el largo plazo al que se pactan los cambios que se den en materia regulatoria, asociados con beneficios tributarios y la volatilidad de los precios a los que está expuesto el mercado energético.

Se recomienda, según los resultados obtenidos, flexibilizar más la regulación a través de la promoción de esquemas de financiación similares a los acuerdos PPA, con incentivos a la remuneración de las inversiones en activos renovables no convencionales, que permitan una mayor participación de capitales privados y de esta forma lograr que el mercado cree unas tarifas de energía que sean más competitivas, consiguiendo que cada vez más empresas se inclinen por comprar energía a través de este tipo de acuerdos, dados los ahorros que obtendrían en materia de costos.

En futuras investigaciones es conveniente incluir dentro de los acuerdos PPA, primas de riesgo de financiación por la exposición a la incertidumbre del mercado, teniendo en cuenta el largo plazo al que se pactan este tipo de acuerdos, además de utilizar otras metodologías y simulaciones que permitan constatar a través de los análisis, resultados similares que soporten la misma conclusión.

## Referencias

- Aldana Rodríguez, L. L. (2015). *Análisis del impacto de la ley 1715 de 2014 en la viabilidad de proyectos de fuentes no convencionales de energía renovable en Colombia*. Recuperado el 12 de mayo de 2020, de <https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/13387/u722234.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Banco de la República de Colombia (2020). *Encuesta mensual de expectativas de analistas económicos agosto de 2020*. Recuperado el 15 de agosto de 2020, de <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/encuesta-mensual-expectativas-analistas-economicos>
- Banco de la República de Colombia (2020). *Tasas de colocación*. Recuperado el 04 de septiembre de 2020, de <https://www.banrep.gov.co/es/catalogo-estadisticas-disponibles#tasas-colocacion>
- Basher, S. A., & Raboy, D. G. (2018). The misuse of net present value in energy efficiency standards. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 96, 218-225. Recuperado el 06 de agosto de 2020, de <https://www.sciencedirect-com.ezproxy.eafit.edu.co/science/article/pii/S1364032118305550>
- BloombergNEF (2020). *IH 2020 Corporate Energy Market Outlook*. Recuperado el 01 de septiembre de 2020, de <https://about.bnef.com/blog/corporate-clean-energy-buying-leapt-44-in-2019-sets-new-record/>
- Cardona Díaz, J. S. (2017). *Análisis de la aplicación de los incentivos que ofrece la Ley 1715 del 2014 por la utilización de fuentes no convencionales de energía renovable*. Recuperado el 15 de mayo de 2020, de Universidad de los Andes: <https://repositorio.uniandes.edu.co/discover>
- Castaños García, A., García Rodríguez, A., Ramos Zapatero, D., Pérez Moraleta, G., Rivera Molinillo, I., & Verdú López, P. (14 de 11 de 2018). *Estudio de viabilidad de una planta fotovoltaica de 100 Mwp dentro de un acuerdo bilateral de compraventa de energía*. Recuperado el 30 de agosto de 2020, de

<https://www.eoi.es/es/savia/publicaciones/33210/proyecto-fin-de-master-estudio-de-viabilidad-de-una-planta-fotovoltaica-de-100-mwp-dentro-de-un-acuerdo-bilateral-de-compraventa-de-energia>

Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) (2012). *Las alianzas público-privadas en energías renovables en América Latina y el Caribe*. Recuperado el 10 de agosto de 2020, de [https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3978/S1200218\\_es.pdf](https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/3978/S1200218_es.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) (2014). *Análisis de Índices de precios*. Recuperado el 10 de agosto de 2020, de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/1aac1f3ebdfe5b5b05257cfd006ac84a/\\$FILE/Circular038-2014%20Anexo3.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/1aac1f3ebdfe5b5b05257cfd006ac84a/$FILE/Circular038-2014%20Anexo3.pdf)

Damodaran (2014). *Historical returns: Stocks, T.Bonds & T.Bills with premiums US companies*. Recuperado el 03 de septiembre de 2020, de [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html#returns](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#returns)

Damodaran (2019). *Beta, Unlevered beta and other risk measures Emerging Markets*. Recuperado el 03 de septiembre de 2020, de [http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New\\_Home\\_Page/datacurrent.html#returns](http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html#returns)

De las Rivas Villarroya, I. (11 de 2019). *Promoción de un parque solar fotovoltaico y estudio de su viabilidad económica*. Obtenido de Universidad Politécnica de Madrid-Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales. Recuperado el 08 de julio de 2020, de <https://www.etsii.upm.es/>

Empresas Públicas de Medellín (EPM) (2020). *Tarifas de energía*. Recuperado el 12 de julio de 2020, de <https://www.epm.com.co/site/home/centro-de-documentos/clientes-y-usuarios/energia/tarifas-de-energia>

Enerinvest (2019). *Nuevos modelos de financiación y estrategias para SEPs*. Recuperado el 15 de agosto de 2020, de <https://www.enerinvest.es/recursos/documentos>

Frankfurt School-UNEP Centre/BNEF (2019). *Global Trends in Renewable Energy Investment 2019*. Recuperado el 26 de mayo de 2020 de, <https://wedocs.unep.org/bitstream/handle/20.500.11822/29752/GTR2019.pdf>

Frankfurt Scholl-UNEP Centre/BNEF (2020). *Global Trends in Renewable Energy Investment*. Recuperado el 12 de junio de 2020, de [https://www.fs-unep-centre.org/wp-content/uploads/2020/06/GTR\\_2020.pdf](https://www.fs-unep-centre.org/wp-content/uploads/2020/06/GTR_2020.pdf)

García, O. L. (2003). *Valoración de Empresas, Gerencia de valor y EVA* (1 ed.). Medellín: Digital Express.

Guía de Mejores Prácticas de Operación y Mantenimiento de SolarPower Europe (2018). *Demuestra tu excelencia*. Recuperado el 15 de agosto de 2020, de <https://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Operaci%C3%B3n-y-Mantenimiento-SPE-and-ASOLMEX.pdf>

Higuera Aguilar, L. H., & Carmona Valencia, H. (2017). *Análisis de factibilidad de un proyecto de autogeneración eléctrica fotovoltaica en Colombia para áreas productivas menores de 10.000 m<sup>2</sup>*. Medellín. Recuperado el 28 de julio de 2020, de <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/11690>

Inselbag & Kaufold (1997). Two DCF Approaches for Valuing Companies Under Alternative Financing Strategies. University of Pennsylvania. *Journal of Applied Corporate Finance*. Spring 1997, p. 114.

International Energy Agency (2017). *Perspectivas energéticas mundiales 2017*. Recuperado el 10 de junio de 2020, de <https://webstore.iea.org/weo-2017-special-report-energy-access-outlook>.

Invenómica (2020). *Riesgo país Colombia*. Recuperado el 01 de septiembre de 2020, de <https://www.invenomica.com.ar/riesgo-pais-emb-america-latina-serie-historica/>

Investing (2020). *Rentabilidad del bono Estados Unidos 10 años*. Recuperado el 03 de septiembre de 2020, de <https://es.investing.com/rates-bonds/u.s.-10-year-bond-yield>

IRENA -International Renewable Energy Agency- (2020). *Global Renewables Outlook*. Recuperado el 06 de mayo de 2020, de <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>

IRENA -International Renewable Energy Agency- (2018). *Corporate Sourcing of Renewables: Market and Industry Trends*. Recuperado el 08 de agosto de 2020, de [https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA\\_Corporate\\_sourcing\\_2018.pdf](https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/May/IRENA_Corporate_sourcing_2018.pdf)

IRENA (2018). *Corporate Sourcing of Renewables: Market and Industry Trends*. Recuperado el 28 de julio de 2020, de <https://www.irena.org/>

IRENA (2016). *Renewable Energy Market Analysis Latin America*. Recuperado el 15 de mayo de 2020, de <https://www.irena.org/>.

IRENA (11 de 2016). *Renewable energy market analysis: Latin America*. Recuperado el 28 de julio de 2020, de <https://www.irena.org/publications/2016/Nov/Renewable-Energy-Market-Analysis-Latin-America>

Jaramillo, J. A., & Solano, J. D. (2019). *Análisis de riesgos en proyectos de generación de energía en Colombia*. Recuperado el 16 de agosto de 2020, de <https://repository.eafit.edu.co/discover>

Jiménez Sánchez, I., & Cidón Martínez, R. (06 de 2018). *Construcción de un parque fotovoltaico mediante Project Finance*. Recuperado el 30 de agosto de 2020, de <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/32882>

Koller, T., Goedhart, M., & Wessels, D. (2015). *Measuring and Managing the value of companies*. Hoboken, Nueva Jersey: JohnWiley & Sons, Inc.

Kollins, K. (2008). *Solar pv financing: Potential legal challenges to the third party ppa model*. Duke University. Recuperado el 5 de septiembre de 2020, de [https://pdfs.semanticscholar.org/02a5/0936c3f9203c8405b1cbcf0e433664b09a4c.pdf?\\_ga=2.86251352.1131026392.1599541542-8988370.1599541542](https://pdfs.semanticscholar.org/02a5/0936c3f9203c8405b1cbcf0e433664b09a4c.pdf?_ga=2.86251352.1131026392.1599541542-8988370.1599541542)

- Kollins, K., Speer, B., & Cory, K. (01 de 11 de 2009). *Solar PV Project Financing: Regulatory and Legislative Challenges for Third-Party PPA System Owners*. Recuperado el 03 de septiembre de 2020, de OSTI.GOV: <https://www.osti.gov/biblio/969152>
- Laverde Sarmiento, M. Á., Lezama Palomino, J. C., García Carrillo, J. F., Montoya Valencia, I. C., & Pérez Castro, E. A. (02 de 08 de 2019). El efecto en el costo de capital de las principales empresas colombianas listadas en el índice bursátil COLCAP, tras la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera. *Contaduría Universidad de Antioquia*, 153-170. Recuperado el 30 de julio de 2020, de <https://revistas.udea.edu.co/index.php/cont/article/view/339232/20794139>
- Ley 1955 de 2019. *Artículos 20 y 174*. Recuperado el 05 de julio de 2020, de <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Leyes/30036488>
- Marín Campos, H.; Rodríguez Manrique, A. K.; Kobiski, B. V.; Casagrande Júnior, E. F., & Urbanetz Junior, J. (2014). Study of technical feasibility and the payback period of the invested capital for the installation of a grid-connected photovoltaic system at the library of the Technological Federal University of Paraná. *International Journal of Energy and Environment*, 643-654. Recuperado el 28 de agosto de 2020, de International Journal of Energy and Environment.
- Mete, M. R. (2014). Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión. *Fides et Ratio - Revista de Difusión cultural y científica de la Universidad La Salle en Bolivia*, 7, 67-85. Recuperado el 07 de agosto de 2020, de [http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S2071-081X2014000100006](http://www.scielo.org.bo/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S2071-081X2014000100006)
- Ministerio de Educación (2019). *Observatorio Laboral para la educación*. Recuperado el 12 de julio de 2020, de <http://bi.mineducacion.gov.co:8380/eportal/web/men-observatorio-laboral/ibcestimado-por-programa>
- Ortiz Motta DC, Sabogal Aguilar J, Hurtado Aguirre E. (2012). Una Revisión a La Reglamentación E Incentivos De Las Energías Renovables en Colombia. *Revista Facultad de Ciencias Económicas: Investigación y Reflexión*, 20 (2): 55-67.

- Portafolio (2019). *Industrias ahorrarían un 40% en costos con autogeneración de energía*. Recuperado el 11 de mayo de 2020, <https://www.portafolio.co/negocios/empresas/industrias-ahorrarian-un-40-en-costos-con-autogeneracion-de-energia-535692>
- Presidencia de la República de Colombia (2020). *Decreto 829 del 16 de junio de 2020*. Recuperado el 16 de junio de 2020, de <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20829%20DEL%2010%20DE%20JUNIO%20DE%202020.pdf>
- Ramírez, J. F., & López, J. A. (2020). *Viabilidad de un project finance en un megaproyecto de generación de energía fotovoltaica en la empresa de energía de Pereira-EEP*. Recuperado el 16 de junio de 2020 de, <https://repository.eafit.edu.co/handle/10784/17620>
- REN21 renewables now (2019). *Renewables 2019 Global Status Report*. Recuperado el 14 de agosto de 2020 de, <https://www.ren21.net/gsr-2019/>
- Research Department Federal Reserve Bank of Philadelphia (2020). *The Livingston Survey*. Recuperado el 26 de agosto de 2020, de <https://www.philadelphiafed.org/research-and-data/real-time-center/livingston-survey>
- Restrepo, Á. R., Nope, S. E., & Enríquez, D. E. (2018). Beneficios económicos de la gestión de la demanda y la energía autogenerada en el contexto de regulación colombiana. *Información Tecnológica*, 29(1), 105-116. Recuperado el 16 de julio de 2020, de [https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642018000100105](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642018000100105)
- Secretaría General del Senado (2020). *Ley 2010 de 2019*. Recuperado el 16 de junio de 2020, de [http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley\\_2010\\_2019.html](http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_2010_2019.html)
- Talavera, D. L., Nofuentes, G., & Aguilera, J. (2010). The internal rate of return of photovoltaic grid-connected systems: A comprehensive sensitivity analysis. *Renewable Energy*, 35(1), 101-111. Recuperado el 14 de julio de 2020, de <https://www-sciencedirect-com.ezproxy.eafit.edu.co/science/article/pii/S0960148109003000>
- Tongsopit, S., Mounghareon, S., Aksornkij, A., & Potisat, T. (2014). Business Models and Financing Options for a Rapid Scale-up of Rooftop Solar Power Systems in Thailand.



*Financing Renewable Energy Development in East Asia Summit Countries*, 79-136. Recuperado el 02 de septiembre de 2020, de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421516300234#:~:text=Our%20interviews%20revealed%204%20types,option%20is%20the%20solar%20loan.>

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2019). *Plan Energético Nacional 2020-2050*. Recuperado el 06 de mayo de 2020, de [https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN\\_documento\\_para\\_consulta.pdf](https://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/PEN_documento_para_consulta.pdf)

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2015). *Integración de las energías renovables no convencionales en Colombia*. Recuperado el 06 de mayo de 2020, de [http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion\\_Energias\\_Renovables/INTEGRACION\\_ENERGIAS\\_RENOVANLES\\_WEB.pdf](http://www.upme.gov.co/Estudios/2015/Integracion_Energias_Renovables/INTEGRACION_ENERGIAS_RENOVANLES_WEB.pdf)

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2014). *Ley 1715 de 2014*. Recuperado el 11 de julio de 2020, de [https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY\\_1715\\_2014.pdf](https://www.upme.gov.co/Normatividad/Nacional/2014/LEY_1715_2014.pdf)

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) (2019). *Circular externa 018 de 2019*. Recuperado el 12 de abril de 2020, de [https://www1.upme.gov.co/Normatividad/Circular\\_018\\_2019.pdf](https://www1.upme.gov.co/Normatividad/Circular_018_2019.pdf)









































































Unión Española Fotovoltaica (03 de 2018). *Los acuerdos de compra venta de energía (Power Purchase agreement-PPA)*. Recuperado el 31 de agosto de 2020, de <https://unef.es/>

Universidad de los Andes (2010). *Apuntes de clase CEDE: Fundamentos de econometría intermedia: teoría y aplicaciones*. Recuperado el 15 de agosto de 2020, de [https://mpira.ub.uni-muenchen.de/37183/1/MPRA\\_paper\\_37183.pdf](https://mpira.ub.uni-muenchen.de/37183/1/MPRA_paper_37183.pdf)

## Anexos

### Anexo 1. Correlograma IPP

Date: 08/31/20 Time: 13:53  
Sample: 2010M01 2021M12  
Included observations: 127

Autocorrelation	Partial Correlation	AC	PAC	Q-Stat	Prob
		1 -0.223	-0.223	6.4607	0.011
		2 -0.197	-0.259	11.532	0.003
		3 -0.126	-0.269	13.621	0.003
		4 -0.047	-0.264	13.912	0.008
		5 0.113	-0.118	15.616	0.008
		6 0.133	0.029	17.994	0.006
		7 -0.140	-0.132	20.663	0.004
		8 -0.128	-0.203	22.914	0.003
		9 -0.042	-0.246	23.153	0.006
		10 0.167	-0.090	27.041	0.003
		11 0.142	0.018	29.888	0.002
		12 0.024	0.103	29.968	0.003
		13 -0.175	0.005	34.374	0.001
		14 -0.051	0.027	34.758	0.002
		15 -0.035	-0.092	34.939	0.003
		16 0.045	-0.156	35.241	0.004
		17 0.049	-0.142	35.598	0.005
		18 0.084	0.066	36.656	0.006
		19 -0.074	0.085	37.490	0.007
		20 -0.038	0.052	37.706	0.010
		21 -0.043	-0.099	37.991	0.013
		22 0.120	-0.036	40.253	0.010
		23 0.004	-0.075	40.256	0.014
		24 0.011	0.023	40.274	0.020
		25 -0.114	0.011	42.374	0.016
		26 -0.068	-0.009	43.115	0.019
		27 0.111	0.090	45.138	0.016
		28 0.044	-0.038	45.464	0.020
		29 0.028	-0.048	45.592	0.026
		30 0.000	0.015	45.592	0.034
		31 -0.105	0.040	47.482	0.029
		32 0.039	0.115	47.747	0.036
		33 -0.145	-0.215	51.389	0.022
		34 0.126	-0.110	54.188	0.015
		35 0.097	0.023	55.873	0.014
		36 -0.057	0.015	56.453	0.016

Fuente: Elaboración propia con datos tomados del DANE, 2020.

## Anexo 2. Modelo ARMA IPP

Dependent Variable: IPP  
Method: ARMA Maximum Likelihood (BFGS)  
Date: 08/31/20 Time: 14:01  
Sample: 2010M01 2020M07  
Included observations: 127  
Convergence achieved after 28 iterations  
Coefficient covariance computed using outer product of gradients

Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.002450	0.001122	2.183687	0.0309
AR(1)	1.369821	0.072254	18.95846	0.0000
AR(2)	-0.792947	0.072709	-10.90569	0.0000
MA(1)	-1.137466	0.087691	-12.97132	0.0000
MA(2)	0.628220	0.094157	6.672055	0.0000
MA(4)	0.194037	0.056525	3.432766	0.0008
MA(9)	0.246756	0.047682	5.175056	0.0000
SIGMASQ	2.97E-05	3.71E-06	8.001067	0.0000
R-squared	0.257121	Mean dependent var		0.002606
Adjusted R-squared	0.213422	S.D. dependent var		0.006350
S.E. of regression	0.005632	Akaike info criterion		-7.433816
Sum squared resid	0.003775	Schwarz criterion		-7.254654
Log likelihood	480.0473	Hannan-Quinn criter.		-7.361025
F-statistic	5.883933	Durbin-Watson stat		1.844416
Prob(F-statistic)	0.000007			
Inverted AR Roots	.68-.57i	.68+.57i		
Inverted MA Roots	.85-.39i	.85+.39i	.65+.74i	.65-.74i
	-.03-.82i	-.03+.82i	-.54+.56i	-.54-.56i
	-.72			

Fuente: Elaboración propia con datos tomados del DANE, 2020.

## Anexo 3. Flujo de caja libre Escenario 1

Cifras en millones de pesos

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Ingresos	147	148	152	155	158	162	165	169	173	177	181	185	189	193	197	201	206	210	215	219
<b>Costos y Gastos</b>																				
Operación y mantenimiento	3	14	14	15	15	16	16	16	17	17	18	19	19	20	20	21	21	22	23	23
Seguros	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	0.4	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Telemedida	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Trámites UPME	8.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 x 1000	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ICA	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Costo fijo	9	38	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Provisión cartera	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Total Costos y Gastos	26	59	59	59	59	60	60	61	61	62	62	63	63	64	65	65	66	67	68	69
<b>EBITDA</b>	<b>121</b>	<b>90</b>	<b>93</b>	<b>96</b>	<b>99</b>	<b>102</b>	<b>105</b>	<b>108</b>	<b>112</b>	<b>115</b>	<b>118</b>	<b>122</b>	<b>125</b>	<b>129</b>	<b>132</b>	<b>136</b>	<b>140</b>	<b>143</b>	<b>147</b>	<b>151</b>
Depreciación	24	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	94	71	0	0	0	0
<b>UOADI</b>	<b>98</b>	<b>-5</b>	<b>-1</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>8</b>	<b>11</b>	<b>14</b>	<b>17</b>	<b>21</b>	<b>24</b>	<b>27</b>	<b>31</b>	<b>34</b>	<b>38</b>	<b>65</b>	<b>140</b>	<b>143</b>	<b>147</b>	<b>151</b>
Impuesto Operativo	-142	-60	-270	-57	-56	-34	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
<b>UNODI</b>	<b>239</b>	<b>55</b>	<b>268</b>	<b>58</b>	<b>61</b>	<b>41</b>	<b>-20</b>	<b>-18</b>	<b>-15</b>	<b>-13</b>	<b>-11</b>	<b>-8</b>	<b>-6</b>	<b>-3</b>	<b>-1</b>	<b>25</b>	<b>99</b>	<b>101</b>	<b>104</b>	<b>107</b>
Depreciación	23.6	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	70.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Variación KTNO	179.3	-193.9	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.5
Inversión	-1572.1																			
<b>Flujo de Caja Libre</b>	<b>- 1,130</b>	<b>- 45</b>	<b>362</b>	<b>152</b>	<b>154</b>	<b>135</b>	<b>74</b>	<b>76</b>	<b>79</b>	<b>81</b>	<b>83</b>	<b>86</b>	<b>88</b>	<b>91</b>	<b>93</b>	<b>96</b>	<b>98</b>	<b>101</b>	<b>103</b>	<b>106</b>

## Anexo 4. Flujo de caja libre Escenario 2

Cifras en millones de pesos

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Ingresos	177	178	182	186	190	194	199	203	207	212	217	221	226	231	236	242	247	252	258	263
<b>Costos y Gastos</b>																				
Operación y mantenimiento	3	14	14	15	15	16	16	16	17	17	18	19	19	20	20	21	21	22	23	23
Seguros	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	0.6	0.4	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0
Telemedida	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Trámites UPME	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4 x 1000	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ICA	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Costo fijo	9	38	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Provisión cartera	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Total Costos y Gastos	26	59	59	59	59	60	60	61	61	62	62	63	63	64	65	65	66	67	68	69
<b>EBITDA</b>	<b>151</b>	<b>119</b>	<b>123</b>	<b>127</b>	<b>131</b>	<b>134</b>	<b>138</b>	<b>142</b>	<b>146</b>	<b>150</b>	<b>154</b>	<b>159</b>	<b>163</b>	<b>167</b>	<b>172</b>	<b>176</b>	<b>181</b>	<b>185</b>	<b>190</b>	<b>195</b>
Depreciación	23.6	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	70.7	0.0	0.0	0.0	0
<b>UOADI</b>	<b>127</b>	<b>25</b>	<b>29</b>	<b>33</b>	<b>36</b>	<b>40</b>	<b>44</b>	<b>48</b>	<b>52</b>	<b>56</b>	<b>60</b>	<b>64</b>	<b>69</b>	<b>73</b>	<b>77</b>	<b>106</b>	<b>181</b>	<b>185</b>	<b>190</b>	<b>195</b>
Impuesto Operativo	-142	-60	-270	-57	-56	-34	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44
<b>UNODI</b>	<b>269</b>	<b>85</b>	<b>299</b>	<b>89</b>	<b>92</b>	<b>74</b>	<b>13</b>	<b>16</b>	<b>19</b>	<b>22</b>	<b>25</b>	<b>29</b>	<b>32</b>	<b>35</b>	<b>39</b>	<b>66</b>	<b>140</b>	<b>143</b>	<b>147</b>	<b>150</b>
Depreciación	23.6	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	70.7	0.0	0.0	0.0	0
Variación KTNO	179.3	-193.9	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.5
Inversión	-1572.1																			
<b>Flujo de Caja Libre</b>	<b>- 1,100</b>	<b>- 15</b>	<b>393</b>	<b>183</b>	<b>186</b>	<b>168</b>	<b>107</b>	<b>110</b>	<b>113</b>	<b>116</b>	<b>119</b>	<b>123</b>	<b>126</b>	<b>129</b>	<b>133</b>	<b>136</b>	<b>139</b>	<b>143</b>	<b>146</b>	<b>150</b>

## Anexo 5. Flujo de caja libre Escenario 3

Cifras en millones de pesos

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Ingresos	177	178	182	186	190	194	199	203	207	212	217	221	226	231	236	242	247	252	258	263
<b>Costos y Gastos</b>																				
Operación y mantenimiento	3	14	14	15	15	16	16	16	17	17	18	19	19	20	20	21	21	22	23	23
Seguros	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	0.6	0.4	0.3	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Telemedida	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3
4 x 1000	0.0	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
ICA	0	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Costo fijo	9	38	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37	37
Provisión cartera	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Total Costos y Gastos	18	59	59	59	59	60	60	61	61	62	62	63	63	64	65	65	66	67	68	69
<b>EBITDA</b>	<b>159</b>	<b>119</b>	<b>123</b>	<b>127</b>	<b>131</b>	<b>134</b>	<b>138</b>	<b>142</b>	<b>146</b>	<b>150</b>	<b>154</b>	<b>159</b>	<b>163</b>	<b>167</b>	<b>172</b>	<b>176</b>	<b>181</b>	<b>185</b>	<b>190</b>	<b>195</b>
Depreciación	23.6	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	70.7	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>UOADI</b>	<b>135</b>	<b>25</b>	<b>29</b>	<b>33</b>	<b>36</b>	<b>40</b>	<b>44</b>	<b>48</b>	<b>52</b>	<b>56</b>	<b>60</b>	<b>64</b>	<b>69</b>	<b>73</b>	<b>77</b>	<b>106</b>	<b>181</b>	<b>185</b>	<b>190</b>	<b>195</b>
Impuesto Operativo	43	7	7	8	9	10	11	12	14	15	16	17	18	20	21	29	52	53	55	56
<b>UNODI</b>	<b>92</b>	<b>18</b>	<b>22</b>	<b>25</b>	<b>27</b>	<b>30</b>	<b>33</b>	<b>35</b>	<b>38</b>	<b>41</b>	<b>44</b>	<b>47</b>	<b>50</b>	<b>53</b>	<b>56</b>	<b>76</b>	<b>129</b>	<b>132</b>	<b>135</b>	<b>139</b>
Depreciación	23.6	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	94.3	70.7	0.0	0.0	0.0	0.0
Variación KTNO	179.3	-193.9	-0.3	-0.3	-0.3	-0.3	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.4	-0.5	-0.5
Inversión	-1572.1																			
<b>Flujo de Caja Libre</b>	<b>- 1,277</b>	<b>- 81</b>	<b>116</b>	<b>118</b>	<b>121</b>	<b>124</b>	<b>127</b>	<b>129</b>	<b>132</b>	<b>135</b>	<b>138</b>	<b>141</b>	<b>144</b>	<b>147</b>	<b>150</b>	<b>146</b>	<b>128</b>	<b>132</b>	<b>135</b>	<b>138</b>